(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 2
2025

УДК: 622.276.54:550.832.3(575.1) 10.70769/3030-3214.SRT.3.2.2025.24

ОЦЕНКА ИНФОРМАТИВНОСТИ ФАКТОРОВ ВЛИЯЮЩИХ НА КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ В ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА






Агзамов Аваз Хамидиллаевич

Профессор, Каршинский государственный технический университет, Карши, Узбекистан

Турдиев Шохжахон Шермамат угли

Докторант Каршинского государственного технического университета, Карши, Узбекистан
E-mail: shahboz_01011991@mail.ru

Агзамова Севара Авазовна

Кандидат технических наук, доцент, Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, Узбекистан

Султонов Нодир Нормуродович

Старший преподаватель, Каршинский государственный технический университет, Карши, Узбекистан

Аннотация. *Приведены результаты оценки информативности факторов, влияющих на коэффициент вытеснения нефти водой в терригенных коллекторах. Установлено, что для геолого-физических условий залежей нефти Бухаро-Хивинского региона, представленных терригенными породами, наибольшее влияние на коэффициент вытеснения нефти водой оказывают объем прокачанной жидкости, коэффициент подвижности, начальная водонасыщенность коллектора, проницаемость, степень неоднородности пласта, температура пласта и коэффициент пористости. Результаты исследований рекомендовано учесть при создании моделей расчета коэффициента вытеснения нефти водой.*

Ключевые слова: *Региона, горизонт, коллектор, вытеснение, модель, информативность, проницаемость, коэффициент, промывка, пористость, водонасыщенность.*

BUXORO-XIVA MINTAQASI TERRIGEN KOLLEKTORLARIDA NEFTNI SUV BILAN SIQIB CHIQARISH KOEFFITSENTIGA TA'SIR ETUVCHI OMILLAR MA'LUMOTDORLIGINI BAHOLASH

Agzamov Avaz Xamidillaevich
Qarshi davlat texnika universiteti professori, Qarshi, O'zbekiston

Turdiyev Shoxjaxon Shermamat o'g'li
Qarshi davlat texnika universiteti doktoranti, Qarshi, O'zbekiston

Agzamova Sevara Avazovna
Texnika fanlari nomzodi, Toshkent davlat texnika universiteti dotsenti, Toshkent, O'zbekiston

Sultonov Nodir Normurodovich
Qarshi davlat texnika universiteti katta o'qituvchisi, Qarshi, O'zbekiston

Annotatsiya. *Terrigen kollektorlarda neftni suv bilan siqib chiqarish koeffitsientiga ta'sir etuvchi omillarning ma'lumotdorligini baholash natijalari keltirilgan. Buxaro-Xiva mintaqasidagi terrigen jinslar bilan ifodalangan neft uyumlarining geologik-fizik sharoitlarida neftni suv bilan siqib chiqarish koeffitsientiga qatlamni yuvilganlik darajasi, neftni harakatchanligi, kollektorni boshlang'ich suvga to'yinganligi, o'tkazuvchanlik, qatlamni turliligi, qatlam harorati va g'ovaklik koeffitsienti eng katta ta'sir etishi aniqlangan. Olingan tadqiqot natijalarini nefti suv bilan siqib chiqarish koeffitsientini hisoblash modellarini yaratishda inobatga olish tavsiya etilgan.*

Kalit so'zlar: *Mintaqa, gorizont, rezervuar, joy almashish, model, axborot mazmuni, o'tkazuvchanlik, koeffitsient, yuvish, g'ovaklik, suv bilan to'yinganlik.*

ASSESSMENT OF THE INFORMATIVENESS OF FACTORS INFLUENCING THE OIL DISPLACEMENT COEFFICIENT BY WATER IN TERRIGENOUS RESERVOIRS OF THE BUKHARA-KHIVA REGION

Agzamov Avaz Khamidillaevich
Professor, Karshi State Technical University, Karshi, Uzbekistan

Turdiev Shoxjaxon Shermamat ugli
Doctoral student at Karshi State Technical University, Karshi, Uzbekistan

Agzamova Sevara Avazovna
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Tashkent State Technical University, Tashkent, Uzbekistan

Sultonov Nodir Normurodovich
Senior Lecturer, Karshi State Technical University, Karshi, Uzbekistan

Abstract. *The results of the assessment of the information content of factors influencing the coefficient of oil displacement by water in terrigenous reservoirs are presented.It has been established that for the geological and physical conditions of oil deposits in the Bukhara-Khiva region, represented by terrigenous rocks, the greatest influence on the coefficient of oil displacement by water is exerted by the volume of pumped liquid, the mobility coefficient, the initial water saturation of the reservoir,permeability, the degree of heterogeneity of the formation, the temperature of the formation and the porosity coefficient. The results of the studies are recommended to be taken into account when creating models for calculating the coefficient of oil displacement by water.*

Keywords: *Region, horizon, reservoir, displacement, model, information content, permeability, coefficient, flushing, porosity, water saturation.*

Введение. Коэффициент вытеснения нефти водой КВНВ является одним из основных параметров характеризующих процесс извлечения нефти из продуктивных пластов и оценки эффективности разработки месторождения. Данный параметр определяется сложными и трудоемкими лабораторными экспериментами. Вследствие чего экспериментальными исследованиями охвачены в основном только продуктивные пласты крупных месторождений.

При проектировании разработки нефтяных месторождений широко используются модели расчета коэффициента вытеснения нефти водой построенных на основе результатов экспериментальных исследований. Модели расчета коэффициента вытеснения отличаются видами зависимостей (линейная, квадратичная, кубическая, степенная, логарифмическая, экспоненциальная) и использованными факторами.

Предложенные модели расчета коэффициента вытеснения получены как в виде однофакторных зависимостей от средней проницаемости и температуры пласта, вязкости пластовый нефти, неоднородности коллектора, удельной поверхности фильтрации и объема прокаченной жидкости, а также от комплекса параметров харатеризующих геолого-физические условия залежей и свойств пластовых флюидов.

Вследствие чего расчетная величина коэффициента вытеснения нефти водой по предложенным моделям изменяются в очень больших пределах. Одним из научно обоснованных путей решения этой проблемы являетсяустановление основных факторов влияющих на процесс вытеснения нефти водой, для конкретных геолого-физических условий, а затем на их основе выбрат модель определения КВНВ. Рассмотрим решение этой проблемы для геолого-физических условий месторождений Бухаро-Хивинского региона, представленных карбонатными породами.

Материалы и методы. В целях установления обоснованности геолого-физических факторов использованных в качестве аргументов, в моделях определения коэффициента вытеснения нефти водой, использован метод оценки информативности этихфакторов.

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 2
2025

В настоящее время для вычесления информативности факторов широкое примени нашел мера Кульбока [19; с.158-164, 7; с.20-26, 14; с.6-14, 6; с.165-191, 10; с.4-6]. В [7; с.20-26] мера Кульбока использован для установления геолого-физических факторов влияющих на эффективность технологий изоляции водопритоков, в [10; с.4-6] на величину коэффициента извлечения нефти, в [6; с.165-191] на результаты гидравлического разрыва пласта.

Теоретические основы метода меры Кульбока приведены в [11; с.73-81, 8; с.69-80]. По данному методу расчет информативности факторов осуществляется в следующей последовательности:

- все исследуемые объекты разбивается на две группы;
- диапазон изменение исследуемого фактора разбивается на ряд интервалов (рекомендуется разбивать упорядоченный ряд на 9-10 интервалов);
- рассчитывается частота попадания объектов на выделенные группы;
- рассчитывается относительные частости (в процентах);
- определяется в каждом интервале средне возвещенные (сглаженные) частости.

При этом учитывается частости фактора в четырех соседних интервалах. Чтобы подсчитать сглаженную частость в первом интервале введем фиктивные интервалы нулевой и минус первый, сглаженные частости рассчитывают, как:

$$\bar{У}_1 = (0 + 0 + 4y_1 + 2y_2 + y_3)/10;$$
$$\bar{У}_2 = (0 + 2y_1 + 4y_2 + 2y_3 + y_4)/10;$$
$$\bar{У}_3 = (y_1 + 2y_2 + 4y_3 + 2y_4 + y_5)/10$$
$$\bar{У}_4 = (y_2 + 2y_3 + 4y_4 + 2y_5 + y_6)/10; \quad (1)$$

- рассчитываетсяотношения сглаженных частостей $\bar{У}_А/\bar{У}_в$;
- рассчитываются диагностический коэффициент $DK = 10 \lg \bar{У}_А/\bar{У}_в$; (2)
- рассчитываются значения информативности факторов в каждое интервале.

Согласно формуле Кульбока величина информативности J i – го диапазона j – го признака равна

$$J(x_j^i) = ДК(x_j^i)\frac{1}{2}\left[P\left(\frac{x_j^i}{A}\right) - P\left(\frac{x_j^i}{B}\right)\right], \quad (3)$$

где $ДК(x_j^i)$ – диагностический коэффициент i – го диапазона j – го признака; $P\left(\frac{x_j^i}{A}\right)$-вероятность (сглаженная частость) попадания в группу А i – го диапазона j – го признака, т.е. та, которая обозначена

$$\bar{У}_{Ai}; P\left(\frac{x_j^i}{B}\right) = \bar{У}_{Bi}; \quad (4)$$

- вычисляется информативность факторов во всех интервалах

$$J(x_j) = \sum_i J\,(x_j^i) \quad (5)$$

Факторы, информативность которых меньше 0,5 рекомендуется не учитывать, так как считаются что они не оказывают существенного влияния на изучаемый процесс, в нашем случае на величину коэффициента вытеснения нефти водой.

По исследуемым объектам Бухаро-Хивинского региона, представленных терригенными породами (8 объектов) в соответствии с результатами работ [17; с.42-45, 15;с.39-43, 12; с.43-48, 18; с. 229-235, 5; с.97-99, 3; с.54-55, 13; с.43-44, 16; с.11-25, 2; с.16-1; с.21-22, 4; с.28-29, 9; с.3], изучена информативность следующих факторов, характеризующих коэффициент вытеснения нефти водой:

1. Вязкости пластовой нефти;
2. Коэффициента подвижности;
3. Коэффициента промывки пласта;
4. Коэффициента пористости;
5. Плотности нефти во пластовых условиях;
6. Проницаемости коллектора;
7. Степени неоднородности породы;
8. Удельной поверхности фильтрации;
9. Коэффициента начальной водонасыщенности;
10. Температуры пласта.

Согласно методических рекомендаций работ [11; с.72-91,8; с.69-80] расчет информативности факторов осуществлена в следующей последовательности.

Исходя из параметров коллекторских свойств коллекторов, свойствпластовых флюидов и продуктивных пластов принятых при подсчете запасов нефти исследуемых объектов подготовлены исходные данные приведенные в табл.1. [20; с.29-117].

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 2
2025

Последовательность расчетов покажем на примере объема прокаченной жидкости.

С начала объекты с терригенными породами разбиваем на две группы: первая с коэффициентами вытеснения меньше средней величины 0,356 и вторая – больше 0,356. В соответствен с методикой это будут группы А и В. Возьмем одни из факторов - коэффициент промывки пласта изменяющееся от 0,124 до 0,829. Разобьем данный упорядоченный ряд на 10 интервалов: от, 0,0 до 0,1; от 0,1 до 0,2 и т.д. Эти интервалы внесем в табл.2. В следующие две графы помещаем данные по частоте попадания объектов из группы А и В в каждый интервал. Следующие две графы заполняем значениями относительных частостей в процентах, принимая за 100% сумму частостей соответственно групп А и В во всех интервалах. Например для интервала 0,3-0,4 группы А имеем $(1/3)\cdot 100 = 33{,}3\%$, а для группы В-0. Далее определяем средневзвещенные (оглаженные) частоти методом вычесления взвещенной скользящей средней. При этом учитываем частости данного фактора в четырех соседных интервалах. Тогда сглаженная частость в интервале 0,3-0,4 для групп А и В составит соответственно 9,9 и 2%. Сопоставление вероятной и сглаженный частостей показывают, что сглаженные частосте позволяет охватить значительно больше интервалов (рис.1 и 2). При этом суммарные вероятные и сглаженные частости практически не различаются. Для этого интервала отношение сглаженных частотей и диагностического коэффициента составит 11,55 и 10,625 а информативность - 1,121. Информативность фактора объем прокаченной жидкости в целом находим суммированием информативности во всех интервалах -1,499.

Результаты расчетов информативности остальных факторов приведены в табл.3.

Таблица 1.

Параметры месторождений (объектов) Бухаро-Хивинского региона, представленных терригенными коллекторами

№ пп	Месторождение (объект)	Параметры									
		Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Коэффициент подвыжности, мкм²/мПа*с	Объем прокаченной жидкости, доли ед.	Коэффициент пористости, доли ед.	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³	Проницаемость, мкм²	Степень неоднородности, доли ед.	Удельная поверхность фильтрации, м²	Начальная воданасышенность доли ед.	Темпе-ратура пласта,°С
1	Западный Юлдузнак XIII	1,3	0,192	0,283	0,23	870	0,250	4,7824	1630	0,40	62
2	Западный Юлдузнак XII	1,23	0,233	0,352	0,20	854	0,287	2,6219	1419	0,34	58
3	Караул Базар-Сарыташ XIII	1,16	0,215	0,124	0,13	776	0,250	4,7824	796	0,60	57
4	Западный Ташли XIII	6,0	0,021	0,812	0,20	894	0,013	8,1967	6668	0,48	70
5	Восточный Ташли XII	5,0	0,024	0,547	0,16	911	0,012	8,6805	4968	0,30	65
6	Восточный Ташли XIII	8,8	0,027	0,756	0,20	900	0,242	2,7247	1545	0,44	74
7	Шуртепе XIII	1,05	1,190	0,691	0,16	852	1,250	1,9814	486	0,10	93
8	Джаркак XIII	1,56	0,179	0,829	0,18	839	0,280	2,6364	1028	0,30	89
Минимальное значение		1,05	0,021	0,124	0,13	776	0,012	1,9814	486	0,10	57
Максимальное значение		8,8	1,190	0,829	0,23	911	1,250	8,6805	6668	0,60	93
Среднее значение		3,26	0,260	0,549	0,18	862	0,323	4,5508	2317	0,37	71

Таблица 2.

Определение информативности для признака «Коэффициент промывки пласта»

Номер интер-вала	Интервал	Частота попадения в группы		Частость, %				Отношение сглаженных частостей J_A/J_B	ДК	$J_{расч}$ Информа-тивность
				Вероятная		сглаженная				
		А	В	А	В	А	В			
-1	-	-	-	-	-	3,3	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	9,9	-	-	-	-
1	0,0-0,1	-	-	-	-	23,1	-	-	-	-
2	0,11-0,20	1	-	33,3	-	26,4	-	-	-	-
3	0,21-0,30	1	-	33,3	-	23,1	-	-	-	-
4	0,31-0,40	1	-	33,3	-	9,9	2	11,550	10,625	1,121
5	0,41-0,50	-	-	-	-	3,3	6	1,650	2,174	0,042
6	0,51-0,60	-	1	-	20	-	14	0,235	-6,289	0,336
7	0,61-0,70	-	1	-	20	-	20	-	-	-
8	0,71-0,80	-	1	-	20	-	22	-	-	-
9	0,81-0,90	-	2	-	40	-	22	-	-	-
10	0,91-1,0	-	-	-	-	-	10	-	-	-
Всего		**3**	**5**	**99,9**	**100**	**99,0**	**96,0**	**-**	**-**	**1,499**

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 2
2025

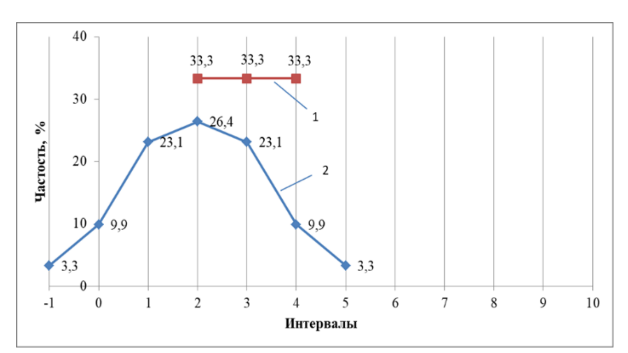


Рис.1. Сопоставление вероятной (1) и сглаженной (2) частостей группы А признака «коэффициент промывки пласта».

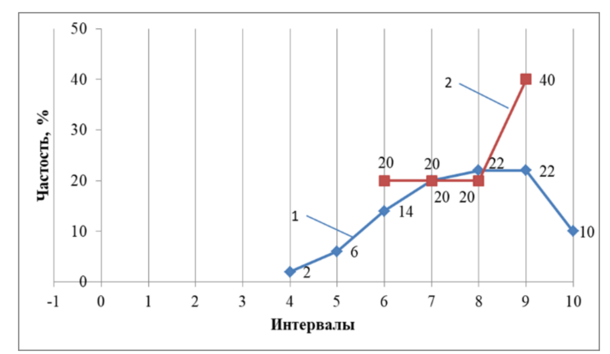


Рис.2. Сопоставление вероятной (1) и сглаженной (2) частостей группы В признака «коэффициент промывки пласта».

Таблица 3.

Информативность факторов

№	Факторы	Значение
1	Вязкость пластовой нефти, мПа*с	0,109
2	Коэффициент подвижности, мкм^2/мПа*с	1,514
3	Объем прокаченной жидкости, доли ед.	1,499
4	Коэффициент пористости, доли ед.	0,810
5	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3	0,166
6	Проницаемость мкм^3	1,572
7	Степень неоднородности, доли ед.	1,360
8	Удельная поверхность фильтрации, м^2	0,265
9	Начальная водонасыщенность, доли ед.	0,865
10	Температура пласта, ºС	2,352

Заключения. Результаты расчетов коэффициента вытеснения нефти водой показывают, что по многим объектам Бухаро-Хивинского региона,представленных карбонатными породами, низкая эффективность их разработки связано именно с небольшим объемом прокачки жидкости.

Полученные результаты также показывают, что величина коэффициента вытеснения нефти водой зависит от множества факторов. Поэтому одно факторные модели предложенные для определения величины $К_{выт}$ приводят к большим расхождениям. Вследствие этого возникает необходимость создания моделей определения $К_{выт}$ с учетом всех значимо влияющих факторов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов А.А. К обоснованию величины коэффициента вытеснения нефти водой для карбонатных коллекторов Западного Узбекистана // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент, 2010, -№2, -С.21-22.
2. Агзамов А.А. Научное обоснование выбора рационального комплекса интенсификации притока жидкости из различных типов карбонатных коллекторов // Автореферат на соис. ученой степени канд. техн. наук. – Ташкент: ОАО «ИГ и РН и ГМ», 2012, -24 с.
3. Артюхович В.К. Расчет коэффициента вытеснения нефти из пористой среды углеводородным газом под высоким давлением // Нефтяное хозяйство. -Москва, 2004, -С.54-55.
4. Бобомуродов У.З. Совершенствование методов установления зон сосредоточения остаточных запасов нефти, в поздней стадии разработки месторождений // Автореферат дис. докт. философии (PhD) по техн. наукам. - Ташкент: АО “O‘ZLITINEFTGAZ”, 2022, -40 с.
5. Выломов Д.Д., Штин Н.А., Цепелев В.П. Оптимизация системы поддержанияпластового давления путем закачки пластовой воды вместо пресной // Нефтяное хозяйство. -Москва, 2020, -№7. -С.97-99.
6. Закиров Р.Т., Агзамова С.А., Аббасова С.А., Ибрагимов Х.Р. Геологические факторы влияющие на результаты испытания, поисковых и разведочных скважин в депрессионных отложениях. - Ташкент: “Demal”, 2024,-204 с.

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 2
2025

7. Земков Ю.В., Устюгов А.С. Многофакторный анализ эффективности ограничения водопритоков в различных геолого-физических условиях // Нефтепромысловое дело. - Москва, 2016, -№5, - С. 20-26.
8. Колесникова С.И. Методы анализа информативности разнотипных признаков // Вестник Томского государственного университета. -Томск, 2009, -№1 (6),- С. 69-80.
9. Игамбердиева Л.З. Повышение эффективности добычи тяжелых и высоковязких нефтей / дис. докт. философии (PhD) по техн. наукам. - Ташкент: АО “O‘ZLITINEFTGAZ”, 2022, -41 с.
10. Махмудов Н.Н., Боймуродов С.Н., Агзамова С.А., Каршиев А.Х. Степен влияния геолого-промысловых факторов на текущую и конечную нефтеотдачу пластов, представленных терригенными коллекторами // Узбекский журнал нефти газа. -Ташкент, 2011, -№4, - С. 4-6.
11. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическаятеория эксперимента в добыче нефти и газа. -Москва: «Недра», 1977, -288 с.
12. Мустафаев М.К., Кайыркан Е.К. Влияние температуры рабочего агента на коэффицента вытеснения высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. -Москва, 2017, -№12, -С. 43-48.
13. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургучев, В.Н. Колганов, А.В.Гавура и др. -Москва: Недра, 1987. -230 с.
14. Оценка концентраций буровых реагентов методом регрессионного анализа / М.Е.Логинова, И.А.Четветиева, А.М.Шаммизов и др. // Геология, геофизика. Бурение, -Москва, 2023, -Т. 21. -№1, -С. 6-14.
15. Распопов А.В., Хижняк Г.П. Обоснования коэффициента вытеснения нефти водой с привлечением результатов исследований объектов-аналогов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -Москва, 2009. -№6. - С. 39-43.
16. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. -Москва: Недра, 1985. -308 с.
17. Хижняк Г.П., Поплаухина Т.Б., Галкин С.В., Эфимов А.А. Опыт применения методики оценки коэффициента нефтевытеснения при проектировании разработки нефтяных месторождений Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений -Москва, 2009, -№8, -С. 42-45.
18. Юркив Н.И. Физико-химические основы нефтеизвлечения. - Москва: «ВНИИНОЭНГ», 2005, -366 с.
19. Чалова П.О., Черепанов М.С., Белоусов Н.Ю. Изучение эффективности реализации технологий повышения нефтеотдачи пластов, основанное на статистической обработке промысловых данных // Недропользование. - Москва, 2022,-Т. 22, №4,-С. 158-164.
20. Characteristics and Forming Processes of Reef-Shoal Reservoir in Changhsing Formation of the Eastern Sichuan Basin in Dianjiang. China / W.Luo. Z. Shi, Y. Tian. X. Hu // Arabian journal for Science and Engineering. 2022,-Vol. 47. Pp. 725-737.